



Waterstof in Vesta MAIS

Parameters voor modellering



CE Delft

Committed to the Environment

Waterstof in Vesta MAIS

Parameters voor modellering

Dit rapport is geschreven door:
Katja Kruit, Reinier van der Veen

Delft, CE Delft, april 2020

Publicatienummer: 20.5T37.044

Waterstof / Gebouwde omgeving / Meetmethoden / Variabelen / Rekenmodel

Opdrachtgever: Planbureau voor de Leefomgeving
Uw kenmerk: 5200000970, interne order M500462BV

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider [Katja Kruit](#) (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

Samenvatting	3	
1	Inleiding	5
	1.1 Afbakening	5
	1.2 Onderdelen in Vesta	5
	1.3 Systeemgrenzen en uitgangspunten	6
	1.4 Verbrandingswarmte	7
	1.5 Leeswijzer	7
2	Productie van waterstof	8
	2.1 Grijs en blauw waterstof	8
	2.2 Groen waterstof	13
	2.3 Samenvatting bandbreedte productiekosten	22
	2.4 Andere productiemethoden	23
3	Distributie van waterstof	24
	3.1 Opties voor waterstofdistributie	24
	3.2 Infrastructuurkosten	25
4	Gebouwinstallatie	27
	4.1 Waterstofketel	27
	4.2 Brandstofcel	29
	4.3 Hybride warmtepomp	30
	4.4 Overige technieken	30
5	Referenties	31
A	Tabellen voor Vesta	34
	A.1 Verbrandingswarmte	34
	A.2 Productiekosten	34
	A.3 Infrastructuur	35
	A.4 Gebouwinstallatie	35
B	Stakeholders en experts	36
C	Consultatie netbeheerders	37



Samenvatting

Het PBL wil waterstof als energiedrager voor de gebouwde omgeving meenemen voor individuele toepassingen in gebouwen in het Vesta MAIS-model. In deze rapportage beschrijven wij de systeemcomponenten, uitgangspunten en parameters die in de literatuur beschreven zijn. De resultaten vormen, samen met inzichten die op een andere manier zijn verkregen, de basis voor de doorrekening van de Startanalyse aardgasvrije buurten 2020 met het Vesta MAIS-model. Zie voor een uitgebreide verantwoording de notitie 'Waterstof voor de gebouwde omgeving; operationalisering in de Startanalyse 2020' (PBL) te verschijnen in september 2020.

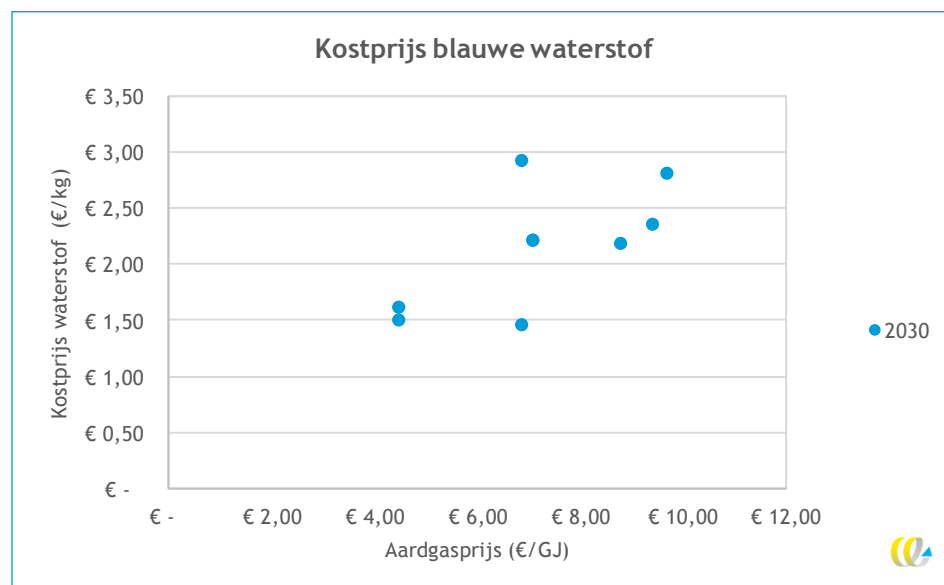
Waterstof (H_2) kan op verschillende manieren worden geproduceerd, en kan met verschillende warmtetechnieken worden gebruikt voor verwarming van de gebouwde omgeving. We onderscheiden hier de onderdelen productie, distributie en gebouwinstallatie.

Productiekosten

De productieroutes zelf zijn geen onderdeel van het Vesta MAIS-model. Voor het model zijn alleen de productiekosten van belang. In de literatuur zijn veel verschillende inschattingen van deze waarden voor groene en blauwe waterstof in 2030 en 2050 die een grote bandbreedte laten zien.

In de geraadpleegde literatuur ligt de kostprijs van blauwe waterstof in 2030 tussen 1,14-2,91 €/kg H_2 . Belangrijke variabelen zijn de aardgasprijs en of er wordt uitgegaan van Nederlandse productie of een wereldmarkt.

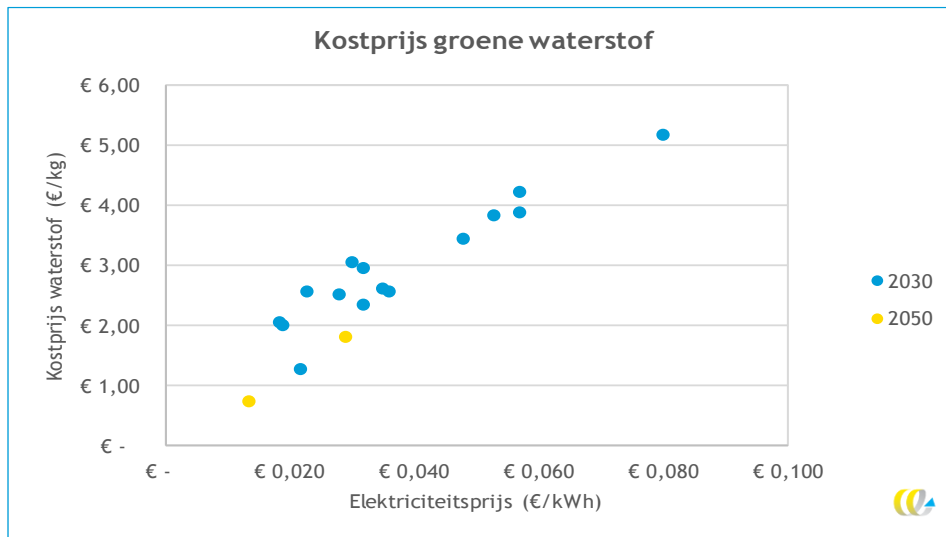
Figuur 1 - Overzicht van kostprijsinschattingen voor blauwe waterstof uitgezet tegen de aardgasprijs¹



De kostprijs van groene waterstof in 2030 wordt ingeschat tussen 1,27-4,75 €/kg H_2 . Ook hier is het belangrijk of er wordt uitgegaan van productie in Nederland of internationaal.

¹ Als de aangenomen aardgasprijs niet bekend is, zijn de waarden uit deze studie niet in de figuur opgenomen.

Figuur 2 - Inschattingen voor de kostprijs van groene waterstof uitgezet tegen de elektriciteitsprijs²



Beschikbaarheid

Voor de beschikbaarheid van blauwe en groene waterstof voor de gebouwde omgeving kunnen verschillende scenario's worden opgesteld. Conservatieve schattingen houden de productie van blauwe en groene waterstof in Nederland in 2030 onder de vraag van de industrie, waardoor er geen waterstof voor de gebouwde omgeving beschikbaar is. Anderzijds is het denkbaar dat er productiefaciliteiten worden 'gereserveerd' voor de gebouwde omgeving. Daarmee zou er in theorie in 2030 circa 25 PJ blauwe waterstof beschikbaar kunnen komen en 44 PJ groene waterstof. In 2050 kan groene waterstof worden geproduceerd uit overaanbod van elektriciteit van wind op zee, waarmee naar inschatting 30 PJ beschikbaar zou kunnen komen voor de gebouwde omgeving (10% van de warmtevoorziening). Als wordt uitgegaan van een internationale waterstofmarkt, is er geen limiet.

Distributie

Voor de distributie van waterstof in de gebouwde omgeving wordt uitgegaan van het aanpassen en gebruiken van het huidige aardgasnet. De meerkosten van aanpassing en instandhouding van het distributienet zijn gegeven als gemiddelde eenmalige en jaarlijkse kosten per woningequivalent (WEQ).

Gebouwinstallatie

De warmteopwekking in het gebouw kan plaatsvinden met een waterstofketel, brandstofcel of met een hybride warmtepomp. De kosten en rendementen van deze technieken zijn opgenomen voor gebruik in het Vesta MAIS-model. Overige technieken en combinaties zijn ook mogelijk, maar niet gekwantificeerd in deze studie.

Maatschappelijke discussie

Over verschillende waarden en onderdelen van waterstof in de gebouwde omgeving bestaat nog veel discussie in de literatuur, in de politiek of bij experts. In deze rapportage is telkens aangegeven op welke aspecten deze discussie van toepassing is. Het is aan het PBL om te bepalen hoe zij met deze gevoeligheden om wil gaan.

² Als de aangenomen elektriciteitsprijs niet bekend is, zijn de waarden uit deze studie niet in de figuur opgenomen.

1 Inleiding

Het PBL wil waterstof als energiedrager voor de gebouwde omgeving meenemen voor individuele toepassingen in gebouwen in het Vesta MAIS-model en heeft CE Delft gevraagd hiervoor het functioneel ontwerp te maken. In deze rapportage beschrijven wij de systeemcomponenten, uitgangspunten en parameters die in de literatuur beschreven zijn. De resultaten vormen, samen met inzichten die op een andere manier zijn verkregen, de basis voor de doorrekening van de Startanalyse aardgasvrije buurten 2020 met het Vesta MAIS-model. Zie voor een uitgebreide verantwoording de PBL notitie 'Waterstof voor de gebouwde omgeving: operationalisering in de Startanalyse 2020' (Nog te verschijnen sept. 2020).

Het concept van deze studie is in december 2019 besproken met een groep netbeheerders en met stakeholders in een validatiebijeenkomst (Bijlage B en Bijlage C). Indien er nog veel discussie bestaat in de literatuur, in de politiek of bij experts over de waarden, geven wij de strekking van de discussie hier weer. Wij maken hierin geen keuze; het is aan het PBL om te bepalen hoe zij met deze gevoeligheden om wil gaan.

1.1 Afbakening

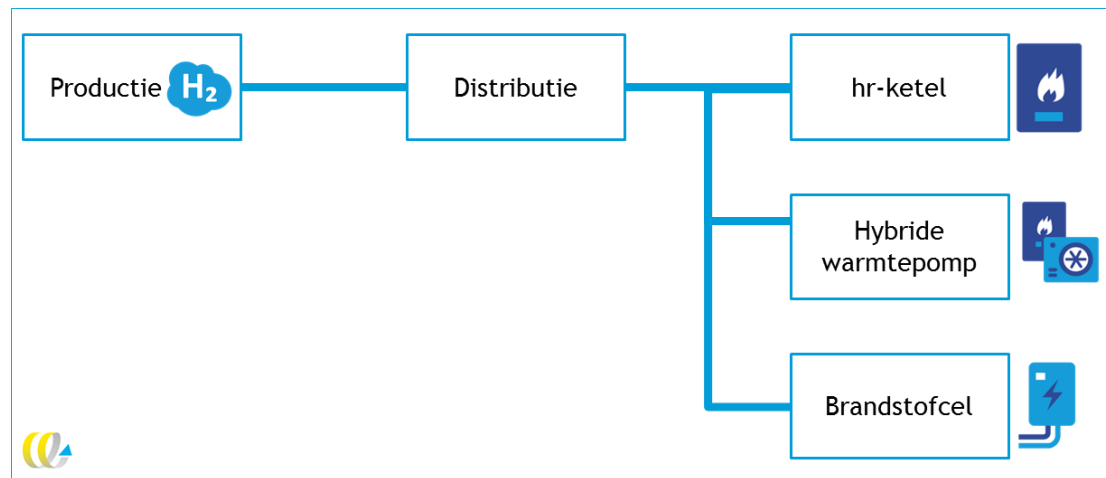
Waterstof (H₂) kan op verschillende manieren worden geproduceerd, en kan met verschillende warmtetechnieken worden gebruikt voor verwarming van de gebouwde omgeving. We onderscheiden hier de onderdelen productie, distributie en gebouwinstallatie.

Productie	Distributie	Gebouwinstallatie
<ul style="list-style-type: none">• Elektrolyse van water• Aardgasreforming• Productie uit biomassa• Productie met zonne-energie	<ul style="list-style-type: none">• Bijmengen in aardgasnet• 100% waterstof in huidig aardgasnet• Waterstofnet	<ul style="list-style-type: none">• Waterstofketel• Brandstofcel• Katalytische ketel• Gaswarmtepomp• Hybride warmtepomp

1.2 Onderdelen in Vesta

De onderdelen die in Vesta worden gemodelleerd zijn schematisch weergegeven in Figuur 3. De productieroutes zelf zijn geen onderdeel van Vesta, maar worden hier beschreven als ondersteunende informatie. Vesta gebruikt enkel de productiekosten.

Figuur 3 - De onderdelen van de waterstofketen die opgenomen worden in het functioneel ontwerp



1.3 Systeemgrenzen en uitgangspunten

Opslag

Omdat waterstof niet altijd vlak voor levering zal worden geproduceerd is opslag van waterstof nodig. Bij productie en gebruik van waterstof voor de gebouwde omgeving op nationale schaal gaat dit om opslag van waterstof in lege ondergrondse ruimtes zoals zoutcavernes of lege aardgasvelden. De waterstof wordt dan via een pijpleidingnetwerk naar de gebouwde omgeving getransporteerd. De opslag van waterstof vindt dus niet plaats in/nabij de gebouwde omgeving. De opslag van waterstof valt daarmee – net als waterstofproductie – buiten de systeemgrenzen van de uitbreiding van het Vesta MAIS-model.

Echter, het benodigde transport en opslag zijn bij waterstof, net als bij aardgas of groen-gas, factoren die bij kunnen dragen aan de eindgebruikerskosten. De kosten hiervan worden op een zo vergelijkbare manier mogelijk inbegrepen in de berekening van de integrale ketenkosten of levelized cost, om te komen tot de commodity kosten 'aan de voordeur'.

Centrale productie, import en distributie

In theorie kan waterstof zowel op grote schaal (industrieel) als op kleine schaal (wijk) worden geproduceerd. Echter voor grootschalige toepassing in de gebouwde omgeving gaan we uit van centrale productie en/of import van waterstof en invoeding in een landelijk of regionaal distributienet.

Piekketels warmtenetten

Het is ook mogelijk om waterstof te verbranden op wijkniveau in een wkk of piekketel, en de geproduceerde warmte in te voeden in een warmtenet dat warmte levert aan huishoudens. Bij deze optie wordt waterstof indirect wel gebruikt voor woningverwarming, maar is de warmtetechniek die in de huizen wordt gebruikt dus een warmtenet. Omdat deze studie zich richt op individuele verwarmingstechnieken laten we deze optie buiten beschouwing.

Systeemtransformatie

Buurten of wijken moeten volledig over op waterstof, en tegelijkertijd. Het gebruik van aardgas en waterstof naast elkaar binnen dezelfde wijk is in de meeste wijken niet mogelijk³. Bij overschakeling van aardgas op waterstof zullen wijken tijdelijk zonder gasvoorziening zitten. Voor het Vesta MAIS-model kan worden aangenomen dat buurt voor buurt kan worden omgebouwd naar een waterstofinfrastructuur en installaties. In de praktijk zal het per situatie verschillen of het gasnet kan worden opgesplitst (gesectioneerd) en op welk niveau. Bovendien is voor een dergelijke omschakeling een collectieve organisatie voor nodig, bijvoorbeeld van een noodvoorziening tijdens het omschakelmoment. Daarnaast is er uitgebreide informatievoorziening nodig voor burgers, installateurs en andere professionals.

1.4 Verbrandingswarmte

Tabel 1 - Verbrandingswarmte van waterstof

Verbrandingswarmte gasvormig waterstof	Waarde	Eenheid
Onderwaarde	120	MJ/kg
Bovenwaarde	141,8	MJ/kg

In Vesta wordt gerekend met de onderwaarde⁴.

1.5 Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 wordt de productie van grijze, blauwe en groene waterstof beschreven. Voor het Vesta MAIS-model zijn de belangrijkste parameters de productiekosten en beschikbaarheid van waterstof.

Hoofdstuk 3 beschrijft de distributie van waterstof voor de gebouwde omgeving en de kostenparameters hiervan.

In Hoofdstuk 4 worden de gebouwinstallaties beschreven.

³ In sommige wijken met parallelle leidingen is dit wel mogelijk, maar niet wenselijk (persoonlijke communicatie Willem Hazenberg, Stork).

⁴ Bij hr-ketels betekent dit dat er gerekend wordt met een rendement hoger dan 100%; zie Paragraaf 4.1.

2 Productie van waterstof

Er zijn verschillende productieroutes voor waterstof:

- grijze waterstof: aardgasreforming;
- blauwe waterstof: aardgasreforming met CCS;
- groene waterstof: elektrolyse van water met inzet van hernieuwbare elektriciteit;
- omzetting van biomassa;
- directe waterstofproductie met zonne-energie.

In dit hoofdstuk worden de productiekosten en beschikbaarheid van grijze, blauwe en groene waterstof behandeld. Omzetting van biomassa en directe productie met zonne-energie worden niet meegenomen in Vesta en worden daarom niet beschouwd.

Per type waterstof worden de productiekosten uit verschillende bronnen gepresenteerd, alsmede de achterliggende aannames (voor zover beschreven). Het werk van Van As-Jacobsson & Hellinga (2020) is hiervoor als basis genomen.

2.1 Grijze en blauwe waterstof

De reforming van aardgas is momenteel de algemeen gebruikte waterstofproductiemethode. Dit wordt 'grijze' waterstof genoemd. Er bestaan verschillende technologische processen die onder aardgasreforming vallen: stoomreforming (SMR), gedeeltelijke oxidatie en autothermal reforming (ATR). Het productieproces kan in vijf stappen worden verdeeld: pre-reforming, reforming, water-gas-shift en waterstofzuivering. ATR is een kosten-effectieve productiemethode, welke nog niet veel wordt gebruikt, maar wel marktrijp is. Op dit moment wordt in de chemische industrie in Nederland ongeveer 175 PJ/jaar aan waterstof geproduceerd (DNV GL, 2019a).

Als de CO₂ die bij dit proces vrijkomt wordt afgevangen en opgeslagen kan de waterstof CO₂-arm of CO₂-vrij worden genoemd. In Nederland wordt dit ook wel 'blauwe waterstof' genoemd.

2.1.1 Productiekosten grijze waterstof

Voor wat betreft de productiekosten van grijze waterstof is hier een bron opgenomen voor 2030 en een bron voor 2050. Voor dit document hebben we ons gericht op blauwe en groene waterstof. Een indicatie van de kostprijs van grijze waterstof is nuttig als referentie.

IEA - The Future of Hydrogen

De range van de kostprijs van grijze waterstof voor Europa in 2030 gegeven door IEA (2019) is het resultaat van een gevoeligheidsanalyse, waarin o.a. de CAPEX, OPEX en de WACC (weighted average cost of capital; 8% is de referentiewaarde) zijn gevarieerd. De aardgas-prijs die voor de EU in 2030 is aangenomen is 8 US \$/MBtu (HHV), ofwel 6,9 €/GJ. Dit omvat zowel aardgas per pijplijn als import van LNG. De LNG-prijzen zijn de prijzen bij de grens, voordat de LNG weer in gas wordt omgezet.



Tabel 2 - Productiekosten en aardgasprijs van grijze waterstof in Europa in 2030

Variabele	Productiekosten		
	Ondergrens	Middenwaarde	Bovengrens
Kostprijs waterstof (€/kg)	1,27 €		2,82 €
Aardgasprijs (€/GJ)		6,9 €	

Bron: (IEA, 2019).

Verder is aangenomen, voor het jaar 2030: investeringskosten van de reformer van 825 €/kW waterstofproductie, een levensduur van de installaties van 25 jaar, een beschikbaarheidsfactor van de installatie van 95%, een energierendement van 76% (LHV) en een CO₂-prijs van 91 €/ton.

DNV GL - Hydrogen in the electricity value chain

DNV GL (2019) heeft een uitgebreide berekening uitgevoerd van de productiekosten van grijze waterstof in 2050. Hierbij is uitgegaan van een SMR (steam methane reformer). De aannames met betrekking tot de reformer zijn: investeringskosten van 30.000 €/kg/uur, een levensduur van 25 jaar, een energierendement van 72% (HHV) en 8.000 draaiuren. Daarnaast is een CO₂-prijs van 60 €/ton aangenomen. Het rapport heeft Europa als focus, dus de berekening is van toepassing op Europa.

Tabel 3 - Productiekosten en aardgasprijs grijze waterstof in Europa in 2050

Variabele	Waarde
Waterstofkostprijs (€/kg)	2,11 €
Aardgasprijs (€/GJ)	8,7 €

Bron: (DNV GL, 2019b).

2.1.2 Productiekosten blauwe waterstof

Er zijn verschillende inschattingen van de kostprijs van blauwe waterstof in 2030 en 2050 gemaakt.

CE Delft - Waterstofroutes Nederland: Blauw, groen en import

Tabel 4 geeft de productiekosten van blauwe waterstof volgens CE Delft (2018). De productiekosten omvatten de kapitaalkosten, andere vaste kosten en de variabele kosten over de gehele keten, per kilogram waterstof.

Tabel 4 - Productiekosten en aardgasprijs blauwe waterstof in Nederland in 2030

Variabele	Laag	Midden	Hoog
Waterstofkostprijs (€/kg)	1,49 €	2,17 €	2,34 €
Aardgasprijs (€/GJ)	4,50 €	8,81 €	9,43 €

Bron: (CE Delft, 2018).

Voor de productie van blauwe waterstof is uitgegaan van de inzet van aardgas uit Noorwegen, dat via bestaande gasleidingen naar de waterstofproductielocatie in Nederland wordt getransporteerd. De CO₂ wordt vervolgens per schip terug naar Noorwegen vervoerd en opgeslagen in een leeg Noors gasveld.

De waterstof wordt geproduceerd in een ATR-installatie (autothermal reforming), onder andere gebruikmakend van pure zuurstof. Er is een continue productie in basislast aangenomen. De processtappen van voorbehandeling, pre-reforming, reforming, water-gas-shift en waterstofpurificatie zijn opgenomen in de berekening van de productiekosten. Verder zijn ook de kosten van een waterstofbuffer en de kosten van CO₂-afvang (bij een CO₂-afvangpercentage van 92%), -transport en -opslag in de kostprijsberekening meegenomen.

In de Klimaat- en Energieverkenning wordt een bandbreedte gegeven van de groothandelsprijs van aardgas in 2030 van 4,5 tot 9,1 €/GJ (rekenend met de HHV van aardgas), en een gemiddelde van 7,1 €/GJ (PBL, 2019). Vergelijking met de gehanteerde aardgasprijzen in CE Delft (2018) laat zien dat de berekening in deze studie in de pas loopt met de KEV.

IEA - The Future of Hydrogen

De range van de kostprijs van blauwe waterstof voor Europa in 2030 gegeven door IEA (2019) is het resultaat van een gevoeligheidsanalyse, waarin o.a. de CAPEX, OPEX en de WACC (weighted average cost of capital; 8% is de referentiewaarde) zijn gevarieerd.

Tabel 5 - Productiekosten blauwe waterstof en aardgasprijs in Europa in 2030

Variabele	Laag	Midden	Hoog
Kostprijs waterstof (€/kg)	1,45 €		2,91 €
Aardgasprijs (€/GJ)		6,9 €	

Bron: (IEA, 2019).

De aardgasprijs die voor de EU in 2030 is aangenomen is 8 US \$/MBtu (HHV), ofwel 6,9 €/GJ. Dit omvat zowel aardgas per pijplijn als import van LNG. De LNG-prijzen zijn de prijzen bij de grens, voordat de LNG weer in gas wordt omgezet. Verder is aangenomen, voor het jaar 2030: investeringskosten van de reformer van 825 €/kW waterstofproductie, investeringskosten van het CCS-systeem van 410 €/kW, een levensduur van de installaties van 25 jaar, een beschikbaarheidsfactor van de installatie van 95%, een energierendement van 69% (LHV), een CO₂-afvangpercentage van 90% en een CO₂-prijs van 91 €/ton.

IRENA - Hydrogen: A renewable energy perspective

IRENA (2019) is een rapport over de potentie van duurzame waterstof met een wereldwijde scope. Het is opgesteld voor de tweede Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokio.

Tabel 6 - Productiekosten blauwe waterstof wereldwijd in 2030 en 2050

Productieroute	2030		2050	
	Ondergrens	Bovengrens	Ondergrens	Bovengrens
Kostprijs waterstof (€/kg)	1,14 €	2,27 €	1,14 €	2,27 €

Bron: (IRENA, 2019).

Aangenomen bij de inschatting is dat de kostprijs van blauwe waterstof gelijk blijft tussen 2020 en 2050, maar dat er wel een deel van de CO₂ ontsnapt, waarvoor een CO₂-prijs van 45 €/ton moet worden betaald⁵. Overall komt deze kostprijs lager uit dan de andere inschattingen.

⁵ In het rapport van IRENA staat niet vermeld wat het aangenomen CO₂-afvangpercentage is.



Input uit validatiesessie december 2019

Ten behoeve van dit rapport hebben Marcel Weeda (TNO) en Hans Eerens (PBL) een eigen berekening van de productiekosten van blauwe waterstof in Nederland in 2030 toegezonden.

Tabel 7 - Productiekosten en aardgasprijs blauwe waterstof in Nederland in 2030

Variabele	Laag	Midden	Hoog
Weeda (2019)			
Kostprijs waterstof (€/kg)		2,20 €	
Aardgasprijs (€/GJ)		7,1 €	
Eerens (2019)			
Kostprijs waterstof (€/kg)	1,60 €	2,20 €	2,80 €
Aardgasprijs (€/GJ)	4,5 €	7,1 €	9,7 €

De heer Weeda heeft gebruik gemaakt van de verwachte aardgasprijs voor 2030 uit de Klimaat- en Energieverkenning van 0,25 €/m³ (omgerekend 7,1 €/GJ), een CO₂-prijs van 47 €/ton (PBL, 2019) en van gegevens uit IEA (2017), waaronder een CO₂-afvangpercentage van 90%. Uitkomst is een kostprijs van blauwe waterstof in 2030 van 2,2 €/kg (Weeda, 2019).

De heer Eerens heeft eveneens een eigen berekening gestuurd, waarin hij de kostprijs van blauwe waterstof in 2030 inschat op 1,6 tot 2,8 €/kg (Eerens, 2019). De lage kostprijs van blauwe waterstof is gebaseerd op een autothermal reformer (ATR), een CO₂-prijs van 48 €/ton en een CO₂-afvangpercentage van 92% (CE Delft, 2018).

Deze waarde is berekend met een lage aardgasprijs van 4,5 €/GJ. Rekenend met een verwachte aardgasprijs van 7,1 €/GJ in 2030 uit de KEV (PBL, 2019) komt Eerens op een kostprijs van blauwe waterstof in 2030 van 2,2 €/kg. Hij schat in dat de onzekerheid over de ontwikkeling van de aardgasprijs betekent dat deze kostprijs 0,6 €/kg lager kan liggen (wat correspondeert met een aardgasprijs van 4,5 €/GJ) of 0,6 €/kg hoger (wat correspondeert met een aardgasprijs van 9,7 €/GJ).

Overzicht van kostprijs van blauwe waterstof in 2030

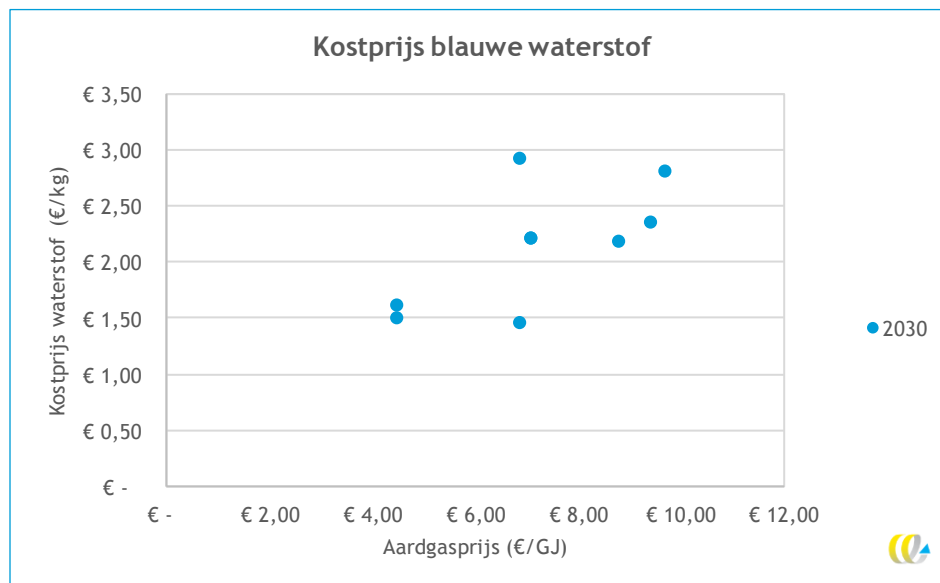
Tabel 8 geeft een overzicht van de inschattingen van de kostprijs van blauwe waterstof. De kostprijs beschrijft de productiekosten op een bepaalde locatie exclusief eventueel transport naar Nederland.

Tabel 8 - Overzicht van kostprijsinschattingen blauwe waterstof in 2030 (€/kg H₂)

Bron	Productiekosten (€/kg)			Aardgasprijs (€/GJ)			Bijzonderheden
	Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog	
(CE Delft, 2018)	1,49	2,17	2,34	4,50	8,81	9,43	Nederland
(IEA, 2019)	1,45		2,91		6,9		Europa
(IRENA, 2019)	1,14		2,27				Wereld
(Weeda, 2019)		2,20			7,1		NL. aardgasprijs uit KEV
(Eerens, 2019)	1,60	2,20	2,80	4,5	7,1	9,7	NL. aardgasprijs uit KEV

De inschattingen voor de kostprijs zijn in Figuur 4 uitgezet tegen de aangenomen aardgasprijs. Als de aangenomen aardgasprijs niet bekend is, zijn de waarden uit deze studie niet in de figuur opgenomen.

Figuur 4 - Overzicht van kostprijsinschattingen voor blauwe waterstof uitgezet tegen de aardgasprijs



2.1.3 Beschikbaarheid blauwe waterstof in 2030 en 2050

Er is geen zekerheid te geven over de hoeveelheid waterstof die in 2030 of 2050 voor de gebouwde omgeving beschikbaar is. Hier geven wij een aantal mogelijke scenario's.

De 175 PJ aan waterstof, die momenteel in Nederland wordt geproduceerd, wordt vrijwel geheel in de Nederlandse industrie gebruikt (in raffinaderijen en voor de productie van kunstmest) en bestaat voornamelijk uit grijze waterstof. Uit een verkenning binnen het klimaatakkoordproces is naar voren gekomen dat in 2030 'alleen al aan de kust een grote potentiële vraag naar waterstof is voor industriële toepassingen (circa 125 tot 213 PJ)' (Klimaatberaad, 2019).

Een mogelijk scenario is dat eerst de huidige grijze waterstofproductie in Nederland zal worden omgezet in blauwe waterstof en dat deze waterstof gebruikt zal blijven worden door de industrie. Eventuele nieuwe productiecapaciteit van blauwe waterstof wordt dan toegepast om de additionele waterstofvraag in de industrie te voorzien. In dit scenario is er dus geen waterstof beschikbaar voor de gebouwde omgeving. Dit scenario kan zowel voor 2030 als voor 2050 gelden.

Een andere mogelijke ontwikkeling is dat er een nieuwe grote reformer wordt geplaatst tussen nu en 2030 om blauwe waterstof te produceren voor de gebouwde omgeving. Hier zijn voor zover bekend geen plannen voor, maar een dergelijke ontwikkeling zou bijdragen aan de opschaling van waterstofproductie, -transport en -gebruik in Nederland, wat van waarde kan zijn voor de tijdige transitie naar een CO₂-vrije energievoorziening in 2050.

Een gerelateerd scenario voor 2050 is dat dat overheden en netbeheerders (na 2030) een nationaal besluit nemen om waterstof te leveren aan de gebouwde omgeving in bepaalde regio's, maar dat de beschikbaarheid van groene waterstof ontoereikend is (bijvoorbeeld omdat dit naar andere toepassingen gaat). De realisatie van twee grote reformers zou hieraan bij kunnen dragen. Hiermee kan in de orde van 50 PJ blauwe waterstof worden geproduceerd voor de gebouwde omgeving.

Een grote survey onder waterstofexperts uit 40 landen in 2012 laat zien dat een aanzienlijk deel van de experts denkt dat in 2050 een hoeveelheid waterstof zal worden geproduceerd die gelijk is aan de mondiale energieconsumptie in 2008 (Stevenson, 2011). Hoewel wordt verwacht dat de rol van aardgas als feedstock voor de productie van waterstof zal afnemen richting 2050, kan in dit scenario worden aangenomen dat de beschikbaarheid van blauwe waterstof voor de gebouwde omgeving in Nederland ongelimiteerd is.

Tabel 9 - Inschattingen van de beschikbaarheid van blauwe waterstof voor de gebouwde omgeving in 2030 en 2050 (PJ/jaar)

Type waterstof	Zicht-jaar	Beschikbaarheid voor de GO (PJ/jaar)	Aannames	Bron
Blauw	2030	0	Blauwe waterstofproductie is nog lager dan de waterstofvraag in de industrie. (Huidige vraag is 175 PJ en hier komt 125-213 PJ bij. Gasunie schat de productie in 2030 op 45 PJ). Alle H ₂ gaat naar de industrie.	(DNV GL, 2019a), (Klimaatberaad, 2019), eigen inschatting
		25	Er komt een nieuwe grote reformer (500 ton H ₂ /dag) bedoeld voor levering van blauwe waterstof aan de GO.	Eigen inschatting
	2050	0	De hoeveelheid blauwe waterstof is beperkt (want er is op groene waterstof overgeschakeld), en wordt in de industrie gebruikt.	Eigen inschatting
		50	In de warmtetransitieperiode zijn er twee grote reformers (à 500 ton H ₂ /dag) geplaatst om waterstof aan de GO te leveren.	Eigen inschatting
		Ongelimiteerd	Er is een internationale waterstofmarkt en grootschalige productie van blauwe waterstof uit aardgas wereldwijd.	Stevenson (2012)

2.2 Groene waterstof

Met behulp van een elektrolyse-eenheid kan puur water gesplitst worden in waterstof en zuurstof. Er bestaan verschillende typen elektrolyzers: alkaline (ALK), proton exchange membrane (PEM) en solid oxide electrolyzers (SOE). De alkaline-elektrolyser is de goedkoopste technologie. De alkaline-elektrolyser is momenteel iets minder flexibel dan de PEM-elektrolyser (persoonlijke communicatie Roald Arkesteijn, Eneco). De investeringskosten van de PEM- elektrolyser worden momenteel ingeschat op 1.000-1.300 €/kW, maar dit zou kunnen dalen naar 320-650 €/kW in 2040 (CE Delft, 2018).

Als de elektriciteit is opgewekt met behulp van hernieuwbare energiebronnen kan de waterstof 'hernieuwbaar' of 'groen' worden genoemd.

2.2.1 Productiekosten groene waterstof

CE Delft - Waterstofroutes Nederland: Blauw, groen en import

Tabel 10 geeft de productiekosten van groene waterstof volgens CE Delft (2018). De productiekosten omvatten de kapitaalkosten, andere vaste kosten en de variabele kosten over de gehele keten, per kilogram waterstof.

Tabel 10 - Productiekosten en stroomprijs groene waterstof in Nederland in 2030

Variabele	Laag	Medium	Hoog
Nederlandse wind			
Kostprijs waterstof (€/kg)	2,33	3,43	3,81
Elektriciteitsprijs (€/kWh)	0,032	0,048	0,053
Marokkaanse zon (import)			
Kostprijs waterstof (€/kg)	2,05	2,55	3,05
Elektriciteitsprijs (€/kWh)	0,018	0,023	0,030
Herberekening met wholesaleprijs elektriciteit uit KEV*			
Kostprijs waterstof (€/kg)	2,55	3,88	5,17
Elektriciteitsprijs (€/kWh)	0,036	0,057	0,080

Bron: (CE Delft, 2018).

* De herberekening is gebaseerd op de productieroute met Nederlandse wind, waarbij is gerekend met de wholesaleprijs voor elektriciteit in 2030 uit de Klimaat- en Energieverkenning 2019.

In de eerste productieroute wordt groene waterstof geproduceerd met elektrolyse, gebruikmakend van elektriciteit uit Noordzeewind. Er wordt gebruik gemaakt van een proton exchange membrane (PEM)-elektrolyser met een energie-efficiëntie van 65% (LHV) in 2030, die expliciet wordt ingezet voor waterstofproductie. De geproduceerde waterstof wordt in een waterstofbuffer opgeslagen, en vervolgens getransporteerd via een waterstofpijplijn naar de eindgebruiker. De elektriciteitskosten uit een gecombineerde inzet van wind en zon van gelijke capaciteit zijn ingeschat op 48 €/MWh in 2030. Hierbij is uitgegaan van ongeveer 35 €/MWh voor wind bij 4.500 vollasturen en 36 €/MWh voor zon bij 900 vollasturen, en zijn aanvullende kosten voor het net op zee aangenomen van 10 €/MWh.

De tweede productieroute is vergelijkbaar met de eerste, maar hier wordt de groene waterstof geproduceerd in Marokko. De waterstof wordt ter plekke omgezet in ammoniak (met behulp van het Haber-Bosch-proces) en per schip vervoerd naar Nederland. In Nederland wordt de ammoniak weer omgezet in waterstof met behulp van een ammoniakcracker. De berekende gemiddelde elektriciteitskosten zijn 23 €/MWh in 2030. Hierbij is uitgegaan van ongeveer 20 €/MWh voor wind bij 4.500 vollasturen en 18 €/MWh voor zon bij 2.300 vollasturen.

DNV GL - Hydrogen in the electricity value chain

DNV GL (2019) heeft Europa als focus voor de berekening van de productiekosten van waterstof in 2050.

Tabel 11 - Productiekosten en stroomprijs groene waterstof in Europa in 2050

Variabele	Laag	Midden	Hoog
Bij 3.000 draaiuren elektrolyser en elektriciteitsprijs van 0 €/MWh			
Kostprijs waterstof (€/kg)	1,05 €		1,35 €
Elektriciteitsprijs (€/kWh)	0,00 €		0,00 €
Bij 8.000 draaiuren elektrolyser en elektriciteitsprijs van 29 €/MWh			
Kostprijs waterstof (€/kg)		1,80 €	
Elektriciteitsprijs (€/kWh)		0,029 €	

Bron: (DNV GL, 2019b).

In de berekening is uitgegaan van een PEM-elektrolyser van 767 €/kW met een energierendement van 81% op basis van de HHV (68% o.b.v. de LHV) en een levensduur van 20 jaar.



Er is een kostprijs van groene waterstof berekend voor verschillende situaties. In het geval van 3.000 draaiuren van de elektrolyser is aangenomen dat de elektriciteitsprijs 0 €/kWh is, dankzij het gebruik van wind- en zonne-energie op momenten met overaanbod.⁶ Daarnaast is een omvang van de elektrolyser van 100 MW (2.100 kg waterstof per uur) ofwel een omvang van 19 MW (400 kg waterstof per uur) verondersteld, wat tot kostprijzen van resp. 1,05 €/kg en 1,35 €/kg leidt. In een andere variant is uitgegaan van 8.000 draaiuren in combinatie met een elektriciteitsprijs van 29 €/MWh.⁷ Als gevolg van de hogere stroomprijs wordt de kostprijs van groene waterstof ook een stuk hoger: 1,80 €/kg.

TNO en DNV GL - Waterstof uit elektrolyse voor maatschappelijk verantwoord netbeheer - Businessmodel en businesscase

TNO en DNV GL (2019) hebben een ‘basis-businesscase’ doorgerekend voor de productie van groene waterstof in Nederland met een elektrolyser die operationeel is in de periode 2019-2038. Het gaat om een PEM-elektrolyser van 10 MW, waarmee in 2030 ca. 1.400 ton groene waterstof wordt geproduceerd.

Tabel 12 - Productiekosten en stroomprijs groene waterstof in Nederland in 2030

Variabele	Waarde
Kostprijs waterstof (€/kg)	2,94 €
Elektriciteitsprijs (€/kWh)	0,032 €

Bron: (TNO en DNV GL, 2018).

De investeringskosten van de elektrolyser bedragen 910 €/kW. Na 60.000 draaiuren wordt de stack vervangen⁸. Het energierendement van de elektrolyser is 65% op basis van de LHV (77% op basis van de HHV). Er wordt gerekend met een WACC (weighted average cost of capital) van 8%. De aangenomen elektriciteitsprijs in 2030 is 0,032 €/kWh, waarmee de kostprijs van groene waterstof in dat jaar ca. 2,94 €/kg bedraagt. De algehele businesscase is ‘licht positief, maar wel marginaal en met een zeer lange terugverdientijd’.

⁶ Het is niet waarschijnlijk dat elektriciteit gedurende perioden met een hoge productie van wind- en zonne-energie gratis zal zijn, want er zal concurrentie ontstaan om deze elektriciteit. Bovendien moeten de producenten hun investeringskosten terugverdienen.

⁷ Deze elektriciteitsprijs is gebaseerd op de gemiddelde wholesaleprijs in Noorwegen in de periode 2014-2019. Omdat Noorwegen voornamelijk elektriciteit produceert met behulp van goedkope waterkracht, is dit een relatief lage prijs.

⁸ Bij de vervanging van de stack is rekening gehouden met de verwachte prijsdaling van een nieuwe stack als gevolg van technologische ontwikkeling en grotere productiehoeveelheden.



Bloomberg NEF - Hydrogen's Plunging Price Boosts Role as Climate Solution

Tabel 13 - Productiekosten en stroomprijs groene waterstof in 2030 en 2050

Variabele	Laag	Midden	Hoog
2030			
Kostprijs waterstof (€/kg)	1,27 €		2,64 €
Elektriciteitsprijs (€/kWh)	0,022 €		
2050			
Kostprijs waterstof (€/kg)	0,73 €		0,91 €
Elektriciteitsprijs (€/kWh)	0,014 €		

Bron: (BloombergNEF, 2019).

BloombergNEF heeft een uitgebreide analyse uitgevoerd van de productiekosten van groene waterstof wereldwijd in 2030 en 2050. In het publicatieartikel hierover (het rapport is niet vrij beschikbaar) wordt een kostprijs van groene waterstof in 2030 van 1,27-2,64 €/kg genoemd. In 2050 is de kostprijsrange gedaald naar 0,73-0,91 €/kg. Het artikel benoemt dat de elektriciteitsprijzen zo laag kunnen worden als 0,022 €/kWh in 2030 en 0,014 €/kg in 2050, wanneer een 'volledig geoptimaliseerd' systeemontwerp van wind- en zonne-energie wordt toegepast om de stroom voor de elektrolyzers te produceren. Er is uitgegaan van alkaline elektrolyzers en van gunstige mondiale locaties van de wind- en zonneparken.

TKI Nieuw Gas - Contouren van een Routekaart Waterstof

Tabel 14 - Indicatie van productiekosten groene waterstof in Nederland in 2030

Variabele	Lage kostprijs waterstof (€/kg)	Hoge kostprijs waterstof (€/kg)
Lokale productie op MW-schaal	3,00	3,50
Centrale productie met elektrolyzers van 10 tot 100 MW	2,00	3,00

Bron: (TKI Nieuw Gas, 2018).

TKI Nieuw Gas (2018) beschrijft in 'Contouren van een Routekaart Waterstof' voor Nederland richting 2030 dat de productiekosten van groene waterstof zouden kunnen dalen naar 3,0 tot 3,5 €/kg in geval van 'MW-schaal on-site-productie'. Voor grotere elektrolyzers van 10-100 MW (4-40 ton waterstof per dag) zouden de productiekosten 2,0 tot 3,0 €/kg kunnen bedragen⁹. Een achterliggende berekening is niet opgenomen in de routekaart. Er wordt wel aangegeven dat voor 2030 de schattingen van de investeringskosten van PEM-elektrolyzers tussen de 250 en 1270 €/kW liggen, met een middenwaarde van 760 €/kW. Het is echter niet duidelijk of hiermee is gerekend om tot de gegeven kostprijzen voor groene waterstof te komen.

⁹ TKI Nieuw Gas (2018) stelt dat de productiekosten 'mogelijk zelfs onder 2 €/kg' kunnen liggen, maar omdat hier geen waarde aan is gekoppeld, is hier 2,00 €/kg als onderwaarde genomen.



IEA - The Future of Hydrogen

Tabel 15 - Productiekosten groene waterstof in Europa in 2030 en 2050

Variabele	Laag	Midden	Hoog
Kostprijs waterstof in 2030 (€/kg)	1,73 €		3,64 €
Kostprijs waterstof in 2050 (€/kg)	1,45 €		2,55 €
Elektriciteitsprijs in 2050 (€/kWh)		0,043 €	

Bron: (IEA, 2019).

In IEA (2019) worden de toekomstige productiekosten van waterstof voor verschillende delen van de wereld in kaart gebracht. We richten ons hier op Europa.

Voor 2030 wordt ingeschat dat de Europese productiekosten van waterstof op basis van hernieuwbare elektriciteit omgerekend 1,73 tot 3,64 €/kg kunnen bedragen. Hierbij is een hernieuwbare elektriciteitsprijs van 36 €/MWh aangenomen bij 4.000 vollasturen, waarbij de hernieuwbare windturbines en zonnepanelen zich op de beste locaties bevinden. De range is het resultaat van een gevoeligheidsanalyse, waarin o.a. de CAPEX, OPEX en de WACC (weighted average cost of capital; 8% is de referentiewaarde) zijn gevarieerd.

Voor Noordwest-Europa rond 2050 wordt aangegeven dat de productiekosten van groene waterstof uit windenergie kunnen zijn gedaald tot ca. 2,55 €/kg. Uit gebieden met goede opbrengsten uit zonne-energie, zoals in Zuid-Spanje en Marokko, kan in 2050 een kostprijs van 1,45 €/kg worden behaald. Hierbij zijn investeringskosten van de elektrolyser van 409 €/kW aangenomen, een rendement van de elektrolyser van 75% op basis van de LHV (89% o.b.v. de HHV) en een prijs van hernieuwbare elektriciteit in de EU van 43 €/MWh bij ca. 2.000 vollasturen.

METI Japan - Basic Hydrogen Strategy

Tabel 16 - Productiekosten groene waterstof in 2030 en 2050

Variabele	2030	2050
Kostprijs waterstof (€/kg)	2,82 €	1,91 €

Bron: (METI Japan, 2017).

Japan heeft een nationale strategie opgesteld om goedkope blauwe en groene waterstofketens te ontwikkelen voor een waterstofeconomie, ten behoeve van de energieonafhankelijkheid in de toekomst. De reductie van de productiekosten van waterstof is hiervoor essentieel. De grootschalige import van blauwe en groene waterstof worden gezien als de belangrijkste pijlers om dit tot stand te brengen. Het doel van Japan is om in 2030 de kosten van waterstof te reduceren tot 30 yen/Nm³ (inclusief levering aan eindgebruikers in Japan), omgerekend 2,82 €/kg. Na 2030 wil Japan de productiekosten verder omlaag brengen naar 20 yen/Nm³. Deze kosteninschattingen betreffen *doelen* van Japan, en kunnen zowel over blauwe als groene waterstof gaan. Uit het rapport kan niet worden opgemaakt hoe deze waardes zijn bepaald.



Glenk en Reichelstein - Economics of converting renewable power to hydrogen

Tabel 17 - Productiekosten groene waterstof en stroomprijs in Duitsland in 2030

Variabele	Laag	Hoog
Kostprijs waterstof (€/kg)	2,00 €	2,50 €
Elektriciteitsprijs (€/kWh)	0,019 €	0,028 €

Bron: (Glenk & Reichelstein, 2019).

Glenk en Reichelstein (2019) hebben een analyse uitgevoerd van de productiekosten van groene waterstof, gebruikmakend van een combinatie van hernieuwbare elektriciteitsproductie en een hierop gedimensioneerde elektrolyser. In de analyse is rekening gehouden met fluctuaties in hernieuwbare elektriciteitsproductie en elektriciteitsprijzen. Hierbij is onder andere Duitsland als locatie genomen. Op industriële schaal kan dit systeem binnen tien jaar groene waterstof produceren tegen een kostprijs van 2,50 €/kg. Dit is op voorwaarde dat de reductie in investeringskosten van windturbines en elektrolyzers doorzet volgens de huidige leercurves. De investeringskosten van de windturbines dalen dan naar 740 €/kW in 2030 en die van de elektrolyser naar 1.100 €/kW. Aangenomen is verder dat windenergie de elektriciteitsprijs meer en meer zullen bepalen en dat de benuttingsgraad (capacity factor) van de windturbines zal stijgen over de jaren.

IRENA - Hydrogen: A renewable energy perspective

Tabel 18 - Productiekosten groene waterstof in 2030 en 2050 in de wereld

Variabele	Laag	Midden	Hoog
2030			
Kostprijs waterstof o.b.v. windenergie (€/kg)		1,73 €	
Kostprijs waterstof o.b.v. zonne-energie (€/kg)		1,45 €	
2050			
Kostprijs waterstof o.b.v. windenergie (€/kg)	0,86 €		1,13 €
Kostprijs waterstof o.b.v. zonne-energie (€/kg)	1,08 €		2,36 €

Bron: (IRENA, 2019).

In IRENA (2019) wordt een projectie gegeven van de toekomstige productiekosten van groene waterstof in twee verschillende figuren. De aannames achter de berekening worden niet gegeven. Over de investeringskosten van elektrolyzers wordt geschreven dat deze zullen dalen van 760 €/kW naar 340 €/kW. De aangenomen ontwikkeling van de elektriciteitsprijs wordt niet vermeld.



Memo Marcel Weeda, TNO

Marcel Weeda (TNO) heeft een eigen berekening toegezonden ten behoeve van dit rapport van de productiekosten van groene waterstof in Nederland in 2030 (Weeda, 2019).

Tabel 19 - Productiekosten en stroomprijs groene waterstof in Nederland in 2030

Variabele	Laag	Hoog
Kostprijs waterstof (€/kg)	2,60 €	4,20 €
Elektriciteitsprijs (€/kWh)	0,035 €	0,057 €

Bron: (Weeda, 2019).

Voor de berekening van de bovenwaarde van de kostprijs gaat hij uit van een gemiddelde wholesaleprijs van elektriciteit in 2030 uit de KEV van 57 €/MWh (PBL, 2019). Voor de berekening van de onderwaarde schat hij de elektriciteitsprijs o.b.v. wind op zee in de toekomst op tenminste 35 €/MWh. De elektriciteitskosten komen daarmee op 1,9-3,0 €/kg, en vormen daarmee het grootste deel van productiekosten van groene waterstof.

De investerings- en onderhoudskosten van de elektrolyser zijn door Marcel Weeda berekend op 0,7-1,2 €/kg. De onderhoudskosten hierin zijn geschat op 0,3 €/kg. Daarnaast is uitgegaan van 500-1.000 €/kW investeringskosten van de elektrolyser. De som van de elektriciteitskosten en investerings- en onderhoudskosten geeft een kostprijsrange van groene waterstof in 2030 van 2,6-4,2 €/kg.

Overzicht van kostprijzen van groene waterstof

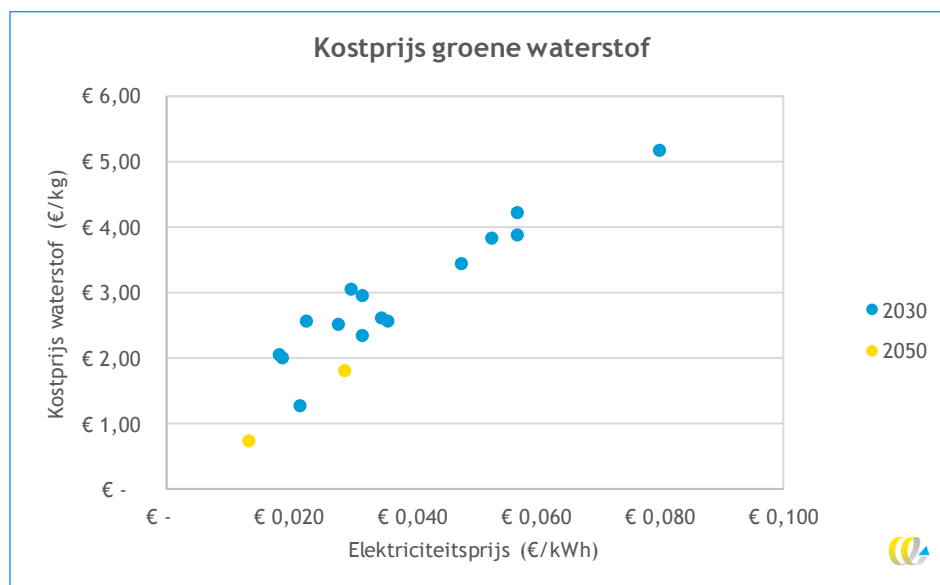
De verschillende kostprijzen die uit bovengenoemde berekeningen komen, zijn weergegeven in Tabel 20. Tenzij anders vermeld gaat het om de productiekosten op een bepaalde locatie zonder het transport naar Nederland.

Tabel 20 - Overzicht van kostprijsinschattingen groene waterstof (€/kg H₂)

Bron	2030						2050						Beschrijving	
	Kostprijs waterstof (€/kg)			Elektriciteitsprijs (€/kWh)			Kostprijs waterstof (€/kg)			Elektriciteitsprijs (€/kWh)				
	Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog		
CE Delft (2018)	2,33	3,43	3,81	0,032	0,048	0,053	-			-			NL. Wind.	
CE Delft (2018)	2,05	2,55	3,05	0,018	0,023	0,030	-			-			Marokko + transport naar NL. Zon.	
CE Delft (2018) & bewerking	2,55	3,88	5,17	0,036	0,057	0,080							NL. E-prijzen uit KEV.	
DNV GL (2019b)	-		-				1,05			1,35	0,00		0,00	EU. E-prijs van 0 €/MWh en 3.000 uren
DNV GL (2019b)								1,80				0,029		EU. E-prijs van 29 €/MWh en 8.000 uren
TNO en DNV GL (2018)		2,94			0,032		-			-				NL. 2025 waarden; elek. prijs (niet alleen groen)
BloombergNEF (2019)	1,27		2,64	0,022			0,73			0,91	0,014			Wereld
TKI Nieuw Gas (2018)	3,00		3,50				-			-				NL. MW-schaal
TKI Nieuw Gas (2018)	2,00		3,00											NL. Schaal 10-100 MW
IEA (2019)	1,73		3,64				1,45			2,55		0,043		Europa
METI Japan (2017)		2,82						1,91						Japan
Glenk & Reichelstein (2019)	2,00		2,50	0,019		0,028	-			-				Duitsland
IRENA (2019)		1,73					0,86			1,13				Wereld. Wind.
IRENA (2019)		1,45					1,08			2,36				Wereld. Zon.
Weeda (2019)	2,60		4,20	0,035		0,057	-							NL. Aardgasprijs uit KEV

De inschattingen voor de kostprijs zijn in Figuur 5 uitgezet tegen de aangenomen elektriciteitsprijs. Als de aangenomen elektriciteitsprijs niet bekend is, zijn de waarden uit deze studie niet in de figuur opgenomen.

Figuur 5 - Inschattingen voor de kostprijs van groene waterstof uitgezet tegen de elektriciteitsprijs



2.2.2 Beschikbaarheid groene waterstof in 2030 en 2050

Hoewel er in het Klimaatakkoord ambities zijn opgenomen voor de productie van groene waterstof, is het niet bekend hoeveel daarvan voor de gebouwde omgeving beschikbaar zou zijn. Hier geven wij een aantal mogelijke scenario's (zie Tabel 21).

In het Klimaatakkoord is de ambitie opgenomen om in 2030 3-4 GW aan geïnstalleerd vermogen aan elektrolyzers te hebben gerealiseerd (Klimaatberaad, 2019). Uitgaande van 4.000 vollasturen van een gelijke capaciteit aan windturbines die beschikbaar zijn voor waterstofproductie en een energie-efficiëntie van de elektrolyzers van 77% (HHV), kan hiermee 33-44 PJ aan groene waterstof (0,94-1,25 bcm aardgasequivalent) geproduceerd worden.

Er is additionele vraag naar waterstof in de Nederlandse industrie (zie 'Beschikbaarheid blauwe waterstof in 2030 en 2050'), maar mogelijk zal de industrie blauwe waterstof gaan gebruiken en zal de groene waterstof beschikbaar komen voor mobiliteit en de gebouwde omgeving.

Voor een kennisdocument over de gebouwde omgeving heeft CE Delft ingeschat dat met elektriciteit uit Nederlandse windenergie op momenten met overaanbod in 2030 25 PJ groene waterstof kan worden geproduceerd. Uit een schatting van de potentiële waterstofvraag in verschillende Nederlands sectoren in 2050 volgt dat 12% van de waterstofvraag uit de gebouwde omgeving zou komen (CE Delft, 2020). Als we dit aandeel toepassen op de mogelijke productie van 25 PJ groene waterstof in 2030, komen we op 3 PJ voor de gebouwde omgeving in 2030. Op dezelfde wijze is in te schatten dat 30 PJ groene waterstof beschikbaar is voor de gebouwde omgeving in 2050.

In de studie ‘Net voor de Toekomst’ (CE Delft, 2017) wordt in het scenario ‘Regie nationaal’ in Nederland in 2050 meer dan 1100 PJ aan wind- en zonne-energie geproduceerd, waarmee meer dan 500 PJ groene waterstof wordt geproduceerd voor verschillende toepassingen. Ruim 200 PJ hiervan wordt geleverd aan de gebouwde omgeving.

Een grote survey onder waterstofexperts uit 40 landen in 2012 laat zien dat een aanzienlijk deel van de experts denkt dat in 2050 een hoeveelheid waterstof zal worden geproduceerd die gelijk is aan de mondiale energieconsumptie in 2008 (Stevenson, 2011). Dit zou betekenen dat er voldoende groene waterstof beschikbaar is, ook voor de gebouwde omgeving in Nederland.

Tabel 21 - Inschattingen van de beschikbaarheid van groene waterstof voor de gebouwde omgeving in 2030 en 2050 (PJ/jaar)

Type waterstof	Zicht-jaar	Beschikbaarheid voor de GO (PJ/jaar)	Aannames	Bron
Groen	2030	1	Minder dan 11.000 huizen op waterstof in 2030	Gasunie (2019)
		0	Capaciteit van 3 GW aan elektrolyzers voor H ₂ -productie, maar groene H ₂ gaat naar de industrie (heeft additionele H ₂ -vraag van 125-213 PJ).	Klimaatberaad (2019)
		3	Productie van groene H ₂ uit overaanbod van windparken NL van 25 PJ. Daarvan gaat 12% naar de GO (naar rato van H ₂ -vraag van verschillende sectoren).	CE Delft (2020)
		44	4 GW elektrolyser-capaciteit voor H ₂ -productie, geheel voor de GO (de industrie gebruikt blauwe waterstof).	Klimaatberaad (2019)
		25	Productie van groene H ₂ uit overaanbod van windparken NL van 25 PJ. Dit gaat geheel naar de GO.	CE Delft (2020)
	2050	30	10% van de GO schakelt over op groene waterstof.	Gasunie (2019)
		30	Productie van groene H ₂ uit overaanbod van windparken NL van 252 PJ. Daarvan gaat 12% naar de GO (naar rato van H ₂ -vraag van verschillende sectoren).	CE Delft (2020)
		90	30% van de GO schakelt over op groene waterstof.	Gasunie (2019)
		200	Er wordt in het scenario ‘Regie nationaal’ van de studie ‘Net voor de Toekomst’ 200 PJ aan groene waterstof geleverd aan de gebouwde omgeving.	CE Delft (2017)
		Ongelimiteerd	Er is een internationale waterstofmarkt en groot-schalige productie van groene waterstof uit wind- en zonne-energie wereldwijd.	Stevenson (2011)

2.3 Samenvatting bandbreedte productiekosten

In Tabel 22 wordt een samenvatting gegeven van de inschatting van de toekomstige productiekosten van waterstof uit verschillende studies.

Er zijn grote ranges zichtbaar: De hoge waarde is vaak meer dan tweemaal zo hoog als de lage waarde. Dit maakt ook dat de ranges van verschillende typen/productieroutes overlappen. De productiekosten van blauwe waterstof zullen niet lager worden dan die van



grijze waterstof¹⁰, maar vanwege de hoge bijdrage van de aardgasprijs aan de productiekosten zijn sommige inschattingen voor blauwe waterstof lager dan sommige inschattingen voor grijze waterstof.

Verder valt op dat in 2030 de productiekosten van groene waterstof gemiddeld genomen hoger zijn dan die van blauwe waterstof (al is hier ook een overlap in de range) en dat in 2050 de productiekosten van blauwe en groene waterstof meer op hetzelfde niveau liggen.

Tabel 22 - Bandbreedte van productiekosten van waterstof in verschillende productieroutes (€/kg)

Productieroute	2030		2050	
	Lage waarde	Hoge waarde	Lage waarde	Hoge waarde
Grijs	€ 1,27	€ 2,82	€ 2,11	€ 2,11
Blauw	€ 1,14	€ 2,91	€ 1,14	€ 2,27
Groen	€ 1,27	€ 5,17	€ 0,73	€ 2,55

In de hierboven beschreven inschattingen van de productiekosten is in een paar gevallen gerekend met waarden van elektriciteits- en aardgasrijzen die overeenkomen met de KEV. Deze waarden zijn gegeven in Tabel 23. De inschattingen komen gemiddeld uit op 2,20 €/kg voor blauwe waterstof en op 3,60 €/kg voor groene waterstof, maar bij groene waterstof kunnen de productiekosten afhankelijk van de elektriciteitsprijs ook een euro per kilogram hoger of lager liggen. Deze bandbreedtes liggen iets hoger dan de bandbreedtes in Tabel 22.

Tabel 23 - Inschattingen productiekosten waterstof in 2030 met elektriciteitsprijs en aardgasprijs uit KEV2019

Productieroute	Bron	KEV-waarde	Productiekosten (bandbreedte)
Groen	CE Delft, 2018 en bewerking	Elektriciteitsprijs 36-80 €/MWh	2,55-5,17 €
Groen	Marcel Weeda (memo)	Elektriciteitsprijs 35-57 €/MWh	2,60-4,20 €
Blauw	Marcel Weeda (memo)	Aardgasprijs 7,1 €/GJ	2,20 €
Blauw	Hans Eerens (memo)	Aardgasprijs 4,5-9,7 €/GJ	1,60-2,80 €

2.4 Andere productiemethoden

Waterstof kan uit biomassa worden geproduceerd met behulp van verschillende productieprocessen, zoals thermochemische vergassing, snelle pyrolyse, vergassing met zonne-energie, superkritische conversie en biologische waterstofproductie.

Directe productie van waterstof met zonne-energie (dus niet via elektriciteitsproductie en elektrolyse) zit nog in de onderzoeksfase. Ook methaanpyrolyse, waarbij methaan wordt omgezet in waterstof en de koolstofatomen als vaste koolstof vrijkomen, is nog in ontwikkeling, al verwacht TNO dat deze technologie over enkele jaren marktrijp is (TNO, sd).

Deze productiemethoden worden niet meegenomen in Vesta.

¹⁰ Behalve als de CO₂-prijs hoog genoeg wordt. Echter, de CO₂-prijs is strikt genomen geen onderdeel van de productiekosten van grijze waterstof en is geen onderdeel van de gegeven kostprijswaarden.

3 Distributie van waterstof

3.1 Opties voor waterstofdistributie

Voor de distributie van waterstof naar de gebouwde omgeving is een aantal mogelijkheden denkbaar:

1. Waterstof bijmengen in huidige aardgasnet.
2. Huidige aardgasnet gebruiken om 100% waterstof te transporteren.
3. Apart waterstofnet.

Waterstof bijmengen in huidige aardgasnet

In het huidige aardgasnet kan waterstof worden bijgemengd, waarbij het met aardgas (of groengas) wordt gemengd. Het resulterende gasmengsel wordt ook wel 'hythane' genoemd. Door wettelijke eisen aan de aardgaskwaliteit mag maximaal 0,02 mol% worden bijgemengd in het hoofdtransportleidingnet (HTL) en maximaal 0,5 mol% in het regionale transportleidingnet (RTL) en de netten van regionale netbeheerders (Ministerie van EZK, 2019).

Er wordt momenteel onderzocht of bijmengen tot ca. 20 mol% (ca. 8% op energiebasis) mogelijk is zonder dat er aanpassingen nodig zijn aan de aardgasinfrastructuur aan eindverbruiksinstallaties (Isaac, 2019). Hiertoe zijn grote demonstratieprojecten in Duitsland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk waarin dit wordt, of gaat worden, toegepast. In een proefproject op Ameland werd tot 18,6% waterstof bijgemengd (Kiwa, 2012). 'Hythane' is echter geen duurzaam gas zolang er aardgas in het mengsel zit.

Als in de toekomst het aardgasnet voor de levering van groengas wordt gebruikt, kan waterstof worden bijgemengd bij groengas. Echter, de beschikbaarheid van groengas blijft daarmee beperkt en wordt hooguit uitgebreid met 20%. Daarom wordt deze optie niet uitgewerkt voor Vesta.

100% waterstof in huidige aardgasnet

DNV GL (2017) concludeert dat het Nederlandse aardgasnet geschikt gemaakt kan worden voor het transport van 100% waterstof na vervanging van bepaalde infrastructuurcomponenten, zonder verlies in transportcapaciteit.

Het overgaan van aardgas naar waterstof zal stapsgewijs moeten gaan, waarbij het gasnet geografisch wordt opgesplitst ('sectioneren'). In een haalbaarheidsstudie voor de stad Leeds stellen Northern Gas Networks et al. (2016) dat het mogelijk is om aardgasnetten wijk per wijk om te zetten in waterstofnetten. Ook beweren ze dat met een wijkaanpak van zo'n 2.500 huizen per keer de bewoners naar verwachting één tot maximaal vijf dagen geen gasvoorziening zullen hebben, maar dan moeten benodigde aanpassingen en vervangingen wel goed gecoördineerd worden. In het proefproject in Hoogeveen verwacht men dat een straat in 1 tot 2 dagen kan worden omgezet (persoonlijke communicatie Willem Hazenberg, Stork). In een verkenning voor Stad aan 't Haringvliet wordt ingeschat dat het gasnet een aantal keer moet worden opgesplitst met tijdelijke afsluiters of onderbrekingen. De scheiding tussen het waterstofnet en het aardgasnet moet zo door de stad worden verplaatst totdat alle aansluitingen zijn omgezet, waarbij woningen niet langer dan één dag zonder gas zitten (Kiwa; Stedin, 2019).



De noodzaak van aanpassing of vervanging van gasleidingen in gebouwen zal o.a. afhangen van het leidingmateriaal en de leeftijd van de leidingen. Kiwa (2018) concludeert dat de bestaande gasdistributienetten in Nederland geschikt zijn voor de transport van waterstof, met beperkte aanpassingen. Dit geldt voor alle gasdistributiematerialen (verschillende kunststoffen, rubbers en metalen), al zijn de effecten op de lange termijn nog niet geheel bekend. Waterstof dringt gemakkelijker door kunststof heen dan methaan, omdat het een klein molecuul is, maar de hoeveelheid waterstof die zo 'weglekt' is klein. Bij bijzondere condities (kunststof gasleiding in een lange mantelbuis zonder ventilatie) kan dit weglekken in theorie tot een explosiegevaar leiden. Dit moet nog nader onderzocht worden (Kiwa, 2018).

Apart waterstofnet

Waterstofpijpleidingen die zijn ontworpen voor het transport van waterstof worden al decennia gebruikt in industriële clusters (ook in Nederland). De investeringskosten van een waterstofpijpleiding van 250 kilometer (120 bar) met een transportcapaciteit van 675 MW bedroegen in 2009 428.000 €/km (Roads2HyCom, 2009). Voor de levering van waterstof aan de bebouwde omgeving voor verwarming is de aanpassing van het aardgasnet een veel goedkopere optie, maar de overschakeling zal lastiger zijn omdat er vaak geen twee parallelle infrastructures liggen en er dus een overschakelingsfase nodig zal zijn voor een hele wijk.

Met de netbeheerders Stedin, Liander en Enexis is besproken dat het aanleggen van een apart waterstofnet naast het huidige aardgasnet niet realistisch lijkt. Daarom wordt deze optie niet meegenomen in Vesta.

3.2 Infrastructuurkosten

Voor de kostenparameters wordt uitgegaan van het aanpassen en gebruiken van het huidige aardgasnet. De meerkosten van aanpassing en instandhouding van het distributienet zijn afgeleid uit (Kiwa, 2018).

Additionele eenmalige kostenposten van de introductie van waterstof t.o.v. aardgasdistributie zijn:

- aanpassen gasmeters in woningen en verdeelstations¹¹;
- aanpassen van de procedure voor verrekening van de gaskosten als gevolg van verschillen in gassamenstelling;
- voorlichting en opleiding monteurs;
- aanpassen van normen en voorschriften¹²;
- dynamisch/automatisch sectioneren van het gasnet¹³;
- reclame-/voorlichtingscampagne;
- aanpassen van odorisatie¹⁴;
- aanpassen normen voor gasbinneninstallatie (lektheid);
- eventuele extra controle gasbinneninstallatie (eenmalig/jaarlyks);
- vervanging/ombouw van cv-toestel.

¹¹ G4 meters hoeven in veel gevallen niet vervangen te worden, blijkt uit nog niet gepubliceerd onderzoek van DNV GL (persoonlijke communicatie Willem Hazenberg, Stork).

¹² Bij het normalisatieplatform waterstof voor de industriële en gebouwde omgeving (NP-H2IGO) wordt hieraan gewerkt.

¹³ Met het automatisch sectioneren van het gasnet wordt door Kiwa niet het afsplitsen van delen van het net bedoeld, maar het actief instantaan afschakelen van het net zodra er een grote gasuitstroom (drukval) plaatsvindt.

¹⁴ Voorlopig blijft de odorant hetzelfde. Het NP-H2IGO zoekt naar een nieuwe odorant die een andere geur heeft en niet schadelijk is voor brandstofcellen (persoonlijke communicatie Willem Hazenberg, Stork).



De totale eenmalige kosten voor het aanpassen van het distributienet zijn in de studie van Kiwa bepaald voor drie scenario's voor heel Nederland. Hieruit kunnen de gemiddelde eenmalige netkosten per woningequivalent (WEQ) worden berekend. In alle drie de scenario's komen de totale eenmalige netkosten uit op circa 200 €/WEQ.

Hierbij is rekening gehouden met intensieve controle bij graafwerkzaamheden tijdens de introductieperiode, en het op termijn inzetten van innovatieve technieken om graafschades te voorkomen.

De kosten voor het afsplitsen (sectioneren) van delen van het net zijn zeer situationeel. Hiervan zijn door de netbeheerders nog geen inschattingen gemaakt (zie Bijlage C).

De jaarlijkse kosten van onderhoud/inspectie zullen ook stijgen. Er wordt verwacht dat een beperkte hoeveelheid extra inspecties plaats zullen moeten vinden. Hoeveel op termijn nodig is, moet door praktijkervaring worden bepaald. De 'best guess' is dat de additionele instandhoudingskosten uiteindelijk 5% van de huidige kosten zullen bedragen (5 à 10 €/WEQ/jr).

Tabel 24 - Meerkosten van waterstofdistributie

Kostenpost	Waarde	Eenheid	Bron of aanname
Eenmalige meerkosten	200	€/WEQ	(Kiwa, 2018)
Jaarlijkse meerkosten	5-10	€/WEQ/jr	(Kiwa, 2018)
Vervangen van grondroerings-gevoelige/brosse leidingen	Dient in alle gevallen te gebeuren. Methode is al bepaald in Vesta MAIS.	-	Consultatie netbeheerders

4 Gebouwinstallatie

Er zijn verschillende technieken mogelijk om waterstof in te zetten voor ruimteverwarming. Hier bespreken we de waterstofketel, brandstofcel, katalytische ketel, gaswarmtepomp en hybride warmtepomp.

Voor het koken op waterstof is de vervanging van de gaspitten waarschijnlijk voldoende, maar er moet een hulpstof in waterstof zitten om de vlam zichtbaar en reukbaar te maken. Uiteraard is het ook mogelijk om over te gaan op elektrisch koken.

Waterstof kan in het gebouw worden verbrand met een waterstofketel of hybride warmtepomp (ventilatielucht of buitenlucht). Deze verschillen niet wezenlijk van aardgasketels. Deze technieken maken warmte van boven de 55°C dus zijn HT-radiatoren toepasbaar en is verlagings van de warmtevraag niet noodzakelijk.

4.1 Waterstofketel

Opties

Voor het gebruik van 100% waterstof kunnen speciaal voor waterstof ontworpen hr-ketels worden ingezet. Er zullen ook hr-ketels op de markt komen die zo gemaakt zijn dat componenten gemakkelijk kunnen worden vervangen om de overstap van aardgas op waterstof te maken. Dit wordt door Frazer-Nash Consultancy (2018) een 'hydrogen-ready-ketel' genoemd. Een derde optie is een dual-fuel-ketel, die zowel aardgas als waterstof kan omzetten in warmte, maar deze zal naar verwachting veel duurder zijn dan de andere twee (Frazer-Nash Consultancy, 2018).

Kosten

Een studie voor de stad Leeds (Engeland) in 2016 berekende de kosten van het vervangen van alle aardgasgestookte cv-ketels, boilers, kookplaten en een deel van de leidingen in 2.500 woningen en kwam uit op een totaal bedrag van ca. 4.000 €/woning (Northern Gas Networks; Wales&West Utilities; Kiwa; Amec Foster Wheeler, 2016). Voor alleen de cv-ketel werden de ombouwkosten van de toestellen geschat op **1.000-1.300 €/stuk**. Er wordt aangenomen dat dit meerkosten zijn ten opzichte van de investeringskosten van een aardgas-hr-ketel. Dit zijn huidige kostenniveaus.

Frazer-Nash Consultancy (2018) verwacht dat de verkoopprijzen van waterstofketels **10-20% hoger** zullen liggen dan aardgasketels. Het is te verwachten dat deze waarde pas gehaald wordt als waterstofketels op grote schaal geproduceerd worden, maar dat zou in 2030 zo kunnen zijn.

Kiwa (Kiwa, 2018) geeft aan dat de meerkosten van (voortijdig) vervangen van gastoestellen bij de eindgebruiker teruggerekend tientallen euro's per WEQ/jr bedragen.

Als hier 25 €/jaar wordt gehanteerd komt dit bij een levensduur van vijftien jaar uit op meerkosten van **375 €**. De tijdshorizon van deze inschatting is niet te herleiden.

Voor utiliteiten zijn geen specifieke gegevens beschikbaar. Daarvoor kan worden ingeschat dat de kosten van een cv-ketel op waterstof in 2030 **20% hoger** zijn dan de huidige cv-ketel op aardgas/groengas.



De investeringskosten van een hr-ketel in Vesta zijn 1.692,19 €/aansluiting tot 1.859,50 €/aansluiting (in Euro2018) (CE Delft, 2019) en voor utiliteit 79,66 €/kW (bron: e-mails PBL 23-1, afgeleid uit Arcadis; staat niet in functioneel ontwerp).

Een overzicht van de investeringskosten van een waterstofketel op basis van bovenstaande bronnen is gegeven in Tabel 25. De kostendaling tussen de waarden voor 2018 en 2030 is 30%.

Tabel 25 - Overzicht van investeringskosten voor waterstofketel op basis van hr-ketel op aardgas en meerkosten uit literatuur

Bron	Waarde	Jaar	Investeringskosten waterstofketel (min) (€/aansluiting)	Investeringskosten waterstofketel (max) (€/aansluiting)
Northern Gas Networks; Wales&West Utilities; Kiwa; Amec Foster Wheeler (2016)	Ombouwkosten 1.000-1.300 €/stuk	2018	2.692	3.160
Frazer-Nash Consultancy (2018)	Kosten van waterstofketel 10-20% hoger dan aardgasketels	2030	1.861	2.231
Kiwa (2018)	Meerkosten tientallen euro's per WEQ/jr Aanname: 25 €/jaar Levensduur 15 jaar Meerkosten 375 €	Niet te herleiden	2.067	2.235
Aanname	Meerkosten van 20% voor utiliteit	2030	96 €/kW	N.v.t.

Rendement

Het rendement op bovenwaarde (Higher Heating Value, HHV) van de waterstofketel is in theorie gelijk aan het rendement van de hr-ketel op aardgas. Echter, bij verbranding van waterstof komt meer water vrij en kan dus ook meer condensatiewarmte worden teruggewonnen. Als wordt gerekend met de onderwaarde (Lower Heating Value, LHV) moet hiervoor worden gecorrigeerd. De verhouding tussen de HHV en de LHV is bij aardgas 1,11 en het theoretische rendement dus 111%. Bij de waterstofketel is dit 118%.

Voor het rendement van een hr-ketel wordt 107% gehanteerd, 4% lager dan het theoretische rendement. Voor een waterstofketel met hetzelfde verlies komt het rendement uit op 114%. Voor het rendement voor het bereiden van tapwater wordt hetzelfde rendement gehanteerd als bij de hr-ketel op aardgas.

Overzicht kentallen

Tabel 26 geeft een samenvatting van de waardes voor de parameters die in Vesta gehanteerd kunnen worden voor de hr-ketel op waterstof.

Voor de onderhoudskosten en het rendement op tapwater worden dezelfde waarden gehanteerd als voor de hr-ketel op aardgas.

Tabel 26 - Parameters hr-ketel op waterstof

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron of aaname
Investeringskosten hr-ketel op waterstof - 2030-niveau	1.861-2.231	€/woning	Frazer-Nash Consultancy (2018)
Investeringskosten hr-ketel op waterstof - 2018-niveau	2.692-3.160	€/woning	Northern Gas Networks; Wales&West Utilities; Kiwa; Amec Foster Wheeler (2016)
Investeringskosten utiliteiten - 2030-niveau	96	€/kW	Aaname 20% hoger dan cv-ketel huidig
Onderhoudskosten	2	%	Gelijk hr-ketel
Rendement ruimteverwarming	114%		Op basis van LHV
Rendement tapwater	70%		Gelijk hr-ketel

4.2 Brandstofcel

Een brandstofcel produceert zowel elektriciteit als warmte door middel van een elektrochemische omzetting van waterstof en zuurstof in water. De brandstofcel is daarmee een micro-wkk-technologie, en de inzet van deze technologie voor de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving kan dus niet los worden gezien van eigen elektriciteitsproductie.

Volgens Dodds et al. (2015) hebben voortgaande kostendalingen er al toe geleid dat brandstofcellen in enkele landen bijna concurrerend zijn met alternatieve technologieën voor gebouwenverwarming. In Japan en Korea zijn er invoeringsprogramma's voor huishoudelijke brandstofcellen (Dodds, et al., 2015). Brandstofcellen voor mobiliteit hebben ook lagere kosten. De kosten van de brandstofcel voor woningen zijn in Europa nog hoog, maar worden verwacht verder te dalen.

Voor een polymeer elektrolytmembraan (PEM) brandstofcel voor woningen van het type Vitovalor PT-2 wordt momenteel een aanschafprijs vanaf 13.500 € excl. btw aangegeven (Elemental Heating, 2018) (Viessman Belgium BVBA, sd). De meerkosten in onderhoud zijn 1.580 € voor vijftien jaar oftewel 105 €/jaar. Dit komt neer op onderhoudskosten van 141 €/jaar¹⁵.

De elektrische output is 0,75 kW. Het thermisch vermogen van de brandstofcel is 1,1 kW; bij deze brandstofcel wordt een gasketel geleverd met een thermisch vermogen van 30,8 kW. Er is hier dus sprake van een hybride brandstofcel.

Deze en overige parameters worden gegeven in Tabel 27, voor de huidige situatie.

Tabel 27 - Parameters PEM-brandstofcel voor huishoudens (huidige waarden)

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Investeringskosten excl. installatie (excl. btw)	13.500	€	Viessman Belgium BVBA, (sd)
Elektrisch vermogen	0,75	kW	Viessmann (2018)
Thermisch vermogen brandstofcel	1,1	kW	Viessmann (2018)
Thermisch vermogen piekketel	30,8	kW	Viessmann (2018)
Elektrisch rendement brandstofcel (LHV)	37	%	Viessmann (2018)
Thermisch rendement brandstofcel (LHV)	55	%	Viessmann (2018); Dodds, et al. (2015)
Vollasturen	5.000	Uur/jaar	Dodds, et al. (2015)

¹⁵ Onderhoudskosten van een reguliere hr-ketel zijn in Vesta jaarlijks 2% van de investering van gemiddeld 1.776 is 36 €/jaar.

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Onderhoudskosten	141	€/jaar	Viessman Belgium BVBA, (sd) en aannee onderhoudskosten hr-ketel 36 €/jaar
Levensduur	15	Jaar	Viessman Belgium BVBA, (sd)

4.3 Hybride warmtepomp

Een hybride warmtepomp combineert een warmtepomp met een andere warmtetechniek. Hier gaat het om een hr-ketel op waterstof of een brandstofcel. In beide gevallen verbetert het rendement ten opzichte van een hr-ketel op waterstof alléén.

Een combinatie van hr-ketel en warmtepomp op aardgas wordt al commercieel toegepast en is opgenomen in het Vesta MAIS-model. Hybride warmtepompen die gebruik maken van waterstof zijn voor zover bekend nog niet toegepast.

Bij gebruik van een brandstofcel in combinatie met een warmtepomp, wordt de rest-warmte van de brandstofcel gebruikt, en gaat de elektriciteit naar een warmtepomp.

De hybride warmtepomp is een combinatie van een hr-ketel en een elektrische warmtepomp. De investeringskosten kunnen worden berekend op basis van deze twee technieken.

4.4 Overige technieken

Katalytische ketel

Een katalytische ketel maakt niet gebruik van directe verbranding, zoals een conventionele ketel, maar maakt gebruik van een chemische reactie. De waterstof passeert een reactieve metalen katalysator, en ondergaat een chemische reactie waarbij warmte wordt geproduceerd zonder een vlam. Katalytische ketels kunnen zo worden ontworpen dat ze eruit zien als een conventionele ketel (Dodds, et al., 2015).

In Stad aan 't Haringvliet wordt momenteel de katalytische ketel getest.

Gaswarmtepomp

De gaswarmtepomp werkt op soortgelijke wijze als de elektrische warmtepomp, maar verbrandt gas om de faseverandering van de werkvloeistof teweeg te brengen. Dit gas kan waterstof zijn. Ten opzichte van een cv-ketel kan een gaswarmtepomp tot een hogere warmteopbrengst leiden. Gaswarmtepompen op aardgas zijn beschikbaar op de Duitse markt voor huishoudens (Dodds, et al., 2015).

5 Referenties

- Berenschot, TNO, 2017. *CO2-vrije waterstofproductie uit gas*, Utrecht: Berenschot.
- BloombergNEF, 2019. *Hydrogen's Plunging Price Boosts Role as Climate Solution*. [Online] Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08-21/cost-of-hydrogen-from-renewables-to-plummet-next-decade-bnef>
- CE Delft; PBL; Ecorys; ObjectVision, 2019. *Functioneel Ontwerp Vesta 4.0*, Delft: CE Delft.
- CE Delft, 2017. *Net voor de Toekomst: Achtergrondrapport*, Delft: CE Delft.
- CE Delft, 2018. *Waterstofroutes Nederland: Blauw, groen en import*, Delft: CE Delft.
- CE Delft, 2019. *Generalisatie conversietechnieken in Vesta: Functioneel ontwerp voor het modelleren van individuele warmtetechnieken*, Delft: CE Delft.
- CE Delft, 2020. *Waterstof voor de gebouwde omgeving: Kennisdocument voor de gemeente Nijmegen*, Delft: CE delft.
- DNV GL, 2017. *Verkenning waterstofinfrastructuur*, Groningen: DNV GL.
- DNV GL, 2018a. *Hydrogen as an energy carrier: An evaluation of emerging hydrogen value chains*, Oslo: DNV GL.
- DNV GL, 2018b. *Technologiebeoordeling van groene waterstofproductie*, Arnhem: DNV GL.
- DNV GL, 2018c. *Marktpotentie groene waterstof productiefaciliteiten*, Groningen: DNV GL.
- DNV GL, 2019a. *Filling the data gap : an update of the 2019 hydrogen supply in the Netherlands*. [Online] Available at: <https://www.dnvgl.nl/news/filling-the-data-gap-an-update-of-the-2019-hydrogen-supply-in-the-netherlands-162721>
- DNV GL, 2019b. *Hydrogen in the electricity value chain*, Arnhem: DNV GL.
- Dodds, P. E. et al., 2015. Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 40, pp. 2065-2083.
- ECN, 2017. *Notitie: indicatieve potentiële vraag naar waterstof*. sl:sn
- Eerens, H., 2019. *Memo over de kostprijs van blauwe waterstof*. sl:PBL.
- Elemental Heating, 2018. *Viessmann Vitovalor 300-P Hydrogen Fuel Cell Combined Heat and Power*. [Online] Available at: <https://www.elementalheating.com/ehl-blog/2018/8/8/viessmann-vitovalor-300-p-hydrogen-fuel-cell-combined-heat-and-power> [Geopend 27 1 2020].
- Frazer-Nash Consultancy, 2018. *Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances: Prepared for the Department of Business, Energy & Industrial Strategy*, sl: sn
- Gasunie, 2019. *Waterstof, vraag en aanbod nu-2030*, Groningen: Gasunie.
- Glenk, G. & Reichelstein, S., 2019. Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nature Energy*, 4(3), pp. 216-222.
- IEA, 2017. *Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS*, sl: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEA, 2019. *The Future of Hydrogen : Seizing today's opportunities*, Paris: IEA Publications.



- IRENA, 2019. *Hydrogen: A renewable energy perspective*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Isaac, T., 2019. HyDeploy: The UK's First Hydrogen Blending Deployment Project. *Clean Energy*, 3(2), pp. 114-125.
- Kiwa; Stedin, 2019. *Van aardgas naar waterstof: De overstap van Stad aan het Haringvliet*, Rotterdam; Apeldoorn: Stedin Netbeheer B.V.; Kiwa Technolugt B.V..
- Kiwa, 2012. *Waterstof in aardgas op Ameland*, Apeldoorn: Kiwa Gas Technology.
- Kiwa, 2018. *Toekomstbestendige gasdistributienetten*, Apeldoorn: Kiwa Technology B.V..
- Klimaatberaad, 2019. *Klimaatakkoord*, Den Haag: Rijksoverheid.
- METI Japan, 2017. *Basic Hydrogen Strategy*, sl: Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues.
- Ministerie van EZK, 2019. *Regeling van de Minister van Economische Zaken van 11 juli 2014, nr. WJZ/13196684, tot vaststelling van regels voor de gaskwaliteit (Regeling gaskwaliteit)*. [Online]
Available at: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0035367/2019-01-01>
[Geopend 2020].
- Northern Gas Networks; Wales&West Utilities; Kiwa; Amec Foster Wheeler, 2016. *Leeds City Gate H21 report*, sl: sn
- PBL, 2019. *Klimaat- en Energieverkenning 2019*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.
- PBL, Nog te verschijnen sept. 2020. *Waterstof voor de gebouwde omgeving; operationalisering in de Startanalyse 2020*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- Roads2HyCom, 2009. *Well to tank technology pathways and carbon balance*, sl: Deliverable 4.3.
- Stevenson, E. V., 2011. *Sustainable Hydrogen Delphi Survey Round 2 - Participant Report*, sl: sn
- TKI Nieuw Gas, 2018. *Contouren van een Routekaart Waterstof*, sl: sn
- TNO en DNV GL, 2018. *Waterstof uit elektrolyse voor maatschappelijk verantwoord netbeheer - Businessmodel en businesscase*, sl: sn
- TNO, sd *Methaanpyrolyse : Waterstof maken zonder CO2-uitstoot*. [Online]
Available at: <https://www.tno.nl/nl/aandachtsgebieden/energietransitie/roadmaps/naar-co2-neutrale-brand-en-grondstoffen/waterstof-voor-een-duurzame-energievoorziening/optimalisatie-productieproces-waterstof/methaanpyrolyse-waterstof-maken-zonder-co2-uitstoot/>
[Geopend 24 3 2020].
- van As-Jacobsson, R. & Hellinga, C., 2020. *Waterstof in de gebouwde omgeving*. Issue nog niet gepubliceerd.
- Viessman Belgium BVBA, sd *Wat kost een brandstofcelverwarming?*. [Online]
Available at: <https://www.allesoverdebrandstofcel.be/brandstofcel/nieuws/wat-kost-een-brandstofcelverwarming>
[Geopend 27 1 2020].
- Viessmann, 2018. *Brochure Brandstofcel-verwarmingstoestel VITOTALOR PT2*. sl:sn



Weeda, M., 2019. *Memo over de kostprijs van blauwe en groene waterstof*. Amsterdam: TNO.



A Tabellen voor Vesta

A.1 Verbrandingswarmte

Tabel 28 - Verbrandingswarmte van waterstof

Verbrandingswarmte gasvormig waterstof	Waarde	Eenheid
Onderwaarde	120	MJ/kg
Bovenwaarde	141,8	MJ/kg

In Vesta wordt gerekend met de onderwaarde.

A.2 Productiekosten

De productiekosten zoals gegeven in verschillende studies worden samengevat in Tabel 29.

Tabel 29 - Bandbreedte van productiekosten van waterstof in verschillende productieroutes (€/kg)

Productieroute	2030		2050	
	Lage waarde	Hoge waarde	Lage waarde	Hoge waarde
Grijs	€ 1,27	€ 2,82	€ 2,11	€ 2,11
Blauw	€ 1,14	€ 2,91	€ 1,14	€ 2,27
Groen	€ 1,27	€ 5,17	€ 0,73	€ 2,55

De inschattingen van de productiekosten van waterstof die gebruikmaken van de elektriciteits- en gasprijzen uit de KEV (2019) zijn gegeven in Tabel 30.

Tabel 30 - Inschattingen bandbreedte productiekosten waterstof in 2030, gebruikmakend van KEV-waarden

Productieroute	Bron	KEV-waarde	Productiekosten (bandbreedte)
Groen	CE Delft, 2018 <i>en bewerking</i>	Elektriciteitsprijs 36-80 €/MWh	2,55-5,17 €
Groen	Marcel Weeda (memo)	Elektriciteitsprijs 35-57 €/MWh	2,60-4,20 €
Blauw	Marcel Weeda (memo)	Aardgasprijs 7,1 €/GJ	2,20 €
Blauw	Hans Eerens (memo)	Aardgasprijs 4,5-9,7 €/GJ	1,60-2,80 €

A.3 Infrastructuur

De kosten van het ombouwen van het aardgasnet naar een waterstofnet worden gegeven als meerkosten per woningequivalent (woning of utiliteitsaansluiting) en meerkosten per buurt.

Tabel 31 - Meerkosten van waterstofdistributie

Kostenpost	Waarde	Eenheid	Bron of aanname
Eenmalige meerkosten	200	€/WEQ	Kiwa (2018)
Jaarlijkse meerkosten	5-10	€/WEQ/jr	Kiwa (2018)
Vervangen van grondroerings-gevoelige/brosse leidingen	Dient in alle gevallen te gebeuren. Methode is al bepaald in Vesta MAIS.	-	Consultatie netbeheerders

A.4 Gebouwinstallatie

Tabel 32 - Parameters hr-ketel op waterstof

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron of aanname
Investeringskosten hr-ketel op waterstof - 2030-niveau	1.861-2.231	€/woning	Frazer-Nash Consultancy (2018)
Investeringskosten hr-ketel op waterstof - 2018-niveau	2.692-3.160	€/woning	Northern Gas Networks; Wales&West Utilities; Kiwa; Amec Foster Wheeler (2016)
Investeringskosten utiliteiten - 2030-niveau	96	€/kW	Aanname 20% hoger dan cv-ketel huidig
Onderhoudskosten	2	%	Gelijk hr-ketel
Rendement ruimteverwarming	114%		Op basis van LHV
Rendement tapwater	70%		Gelijk hr-ketel

De kosten van de hybride warmtepomp op waterstof worden op gelijke wijze berekend als bij een hybride warmtepomp op (groen)gas. Ook wordt dezelfde methodiek voor dimensionering gehanteerd.

B Stakeholders en experts

Op 11 december 2019 heeft een validatiesessie plaatsgevonden met de volgende stakeholders en experts. De stakeholders en experts hebben de gelegenheid gekregen om schriftelijk reactie te geven op het concept van dit rapport.

Naam	Organisatie	Aanwezig?
Rens Limpens	Alliander	Ja
Richard van As-Jacobsson	H2GO (Stad aan 't Haringvliet)	Ja
Jan Warnaars	Berenschot	Ja
Katja Kruit	CE Delft	Ja
Reinier van der Veen	CE Delft	Ja
Roald Arkesteijn	Eneco	Ja
Raoul Bernards	Enexis	Ja
Alexander Jongenburger	Equinor	Ja
Frits van der Velde	Gasunie	Ja
Jaco Reijkerkerk	H2 platform	Ja
Jan Willem Langeraar	HYGRO	Ja
Ruud van den Wijngaart	PBL	Ja
Folckert van der Molen	PBL	Ja
Hans Eerens	PBL	Ja
Rob Cloosen	Stedin	Ja
Willem Hazenberg	Stork - Hydrogreenn	Afgemeld
Marcel Weeda	TNO	Ja
Chris Hellinga	TU Delft	Afgemeld
Gert Jan Kramer	Universiteit Utrecht	Afgemeld
Sanne Remmerswaal	Ministerie EZK	Ja
Hein-Bert Schurink	ECW	Ja
Leo Brouwer	ECW	Ja

C Consultatie netbeheerders

Datum:

27 november 2019

Aanwezigen:

Naam	Organisatie
Rob Cloosen	Stedin
Rolf van der Velde	Alliander
Raoul Bernardis	Enexis
Ruud van den Wijngaart	PBL
Folckert van der Molen	PBL
Reinier van der Veen	CE Delft
Katja Kruit	CE Delft

Terugkoppeling netbeheerders (per e-mail 3-12-2019):

1. Grondroeringsgevoelige gasleidingen: deze dienen in het geval van waterstof standaard vervangen te worden. Ook in **alle andere strategieën** de grondroeringsgevoelige leidingen vervangen dienen te worden. Dus in relatie tot ons onderlinge telefoongesprek eerder vandaag: het verzoek aan jullie (PBL) is om hiervoor in de volgende release van Vesta te corrigeren (gezien op dit moment alleen in collectieve warmtestrategieën het grondroeringsgevoelig materiaal wordt vervangen zoals ik van je begreep).
2. Verleden week werden drie vormen van distributie van waterstof gepresenteerd, namelijk:
 1. Bijmengen
 2. Waterstof in aardgasnet
 3. Waterstofnet naast aardgasnet.Er werd een voorkeur uitgesproken voor nummer 2, dit kunnen jullie nu definitief aanhouden als de te modelleren vorm.
3. Ondergrens van omvang geografisch gebied voor sectioneren: dit is sterk situationeel en hangt samen met de lokale gasnetconfiguratie. Hoe dan ook is het 'afsectioneren' van een individuele woning/individueel pand niet mogelijk. Op buurtniveau zal het in bepaalde gevallen technisch mogelijk zijn maar financieel onaantrekkelijk. Vanaf ordegrrootte wijkniveau wordt het wellicht aantrekkelijker. Voor wat betreft jullie analyse: voor nu in de modellering prima om ervan uit te gaan dat individuele buurten kunnen overgaan op waterstof en dat de variant met een deel van het gebied aan LT-warmte en de rest van het gebied aan de waterstof mogelijk is.
4. Kosten sectioneren gasnet: hier hebben we momenteel geen zicht op. We zullen een keer ergens aan de slag moeten en het dan gaan meemaken. Voor nu dus geen kosten opnemen.
5. Kosten vervanging regelaars in gasontvangststations (overdrachtpunt van landelijk naar regionaal net) en districtstations (in de wijk): dit gaat waarschijnlijk om een paar euro per woning en is daarmee verwaarloosbaar i.r.t. kosten overige aanpassingen (à 200 €/woning o.b.v. rapport Kiwa). Echter willen we hier nog wat uitzoekwerk verrichten, hier komen we z.s.m. op terug.

